

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-17

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

COMPENSACIÓN DE LA INTERMITENCIA EÓLICA DEBIDO A LA DISPERSIÓN GEOGRÁFICA DE LAS GRANJAS

J. ALEMANY*
Grupo de Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia - Univ. Nac. Río Cuarto.
Argentina

I. HAUER
Institute of Electric Power Systems - Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.
Alemania

D. MOITRE
Grupo de Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia - Univ. Nac. Río Cuarto.
Argentina

F. MAGNAGO
Grupo de Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia - Univ. Nac. Río Cuarto.
Argentina

Resumen *– En general, la máxima producción esperada de energía anual define la locación de las granjas eólicas. El resultado es una concentración de granjas en sitios con alto promedio de velocidad de viento. Si bien este objetivo es válido, en ciertas circunstancias puede ser desfavorable para el sistema de potencia y la economía, debido a las grandes fluctuaciones de la producción total de energía eólica. No obstante, la variabilidad de la generación eólica puede reducirse debido al efecto de compensación que se produce cuando las granjas se instalan en áreas distantes con vientos no correlacionados. En el presente trabajo se evalúa el efecto de compensación en el ámbito argentino. Específicamente, se evalúa el efecto optimizando la locación de cuatro granjas eólicas en diferentes regiones de Argentina.*

Palabras clave: Compensación de la intermitencia eólica – Locación de potencia eólica – Locación óptima – Planificación del sistema de potencia – Programación cuadrática

1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica constituye un componente importante en la matriz energética de varios países desarrollados. Adicionalmente, la energía eólica es una de las opciones más promisorias para la producción de energía limpia [1]. A medida que los altos costos de inversión actuales de esta tecnología comiencen a equipararse a los de la generación convencional, la energía eólica se expandirá aún más para ayudar a cumplir con objetivos políticos, energéticos y climáticos.

A pesar de sus indudables ventajas, la energía eólica también posee aspectos negativos. En relación con los sistemas de potencia, quizás la mayor desventaja sea el impacto negativo que la intermitencia de la generación eólica puede producir en el sistema interconectado. Como consecuencia, la naturaleza variable de la generación eólica es otra razón, además de los costos de inversión, que impide su amplia adopción dentro de los sistemas de potencia.

Es de esperar que la fluctuación de la generación eólica sea mayor si las turbinas se instalan en un mismo lugar debido a que todas dependerán del mismo patrón de viento. No obstante, la variabilidad de la generación eólica puede reducirse debido al efecto de compensación que se produce cuando las granjas eólicas se instalan en áreas distantes donde los vientos son muy diferentes. La reducción de variabilidad depende en gran medida de la combinación de los sitios de instalación y de la capacidad de generación a instalar.

* jalemany@ing.unrc.edu.ar

La posibilidad de suavizar la variabilidad de la energía eólica con la dispersión geográfica de las granjas o con la interconexión de granjas dispersas ya existentes, se estudia en diversos artículos. En el artículo [2], se emplea un enfoque financiero denominado análisis de portfolio para decidir sobre la asignación de capacidad de energía eólica entre cuatro sitios distantes en el Reino Unido, obteniéndose una reducción en el orden del 36% en la variabilidad de la energía eólica. En el artículo [3], se evalúa el efecto de compensación sobre turbinas dispersas entre cinco sitios en Aomori, Japón. El estudio muestra que la desviación estándar de la generación horaria agregada se reduce al menos un 30% post-optimización. Por último, en el artículo [4], se investiga hasta qué punto la locación óptima de granjas eólicas en Alemania puede reducir las fluctuaciones del viento. Utilizando teoría de cópulas, el estudio concluye que no hay suficiente capacidad instalada off-shore y en las regiones montañosas de Alemania.

El objetivo de este trabajo es evaluar el efecto de compensación que puede producirse con granjas eólicas geográficamente dispersas en el ámbito argentino. Específicamente, el efecto de compensación se evalúa optimizando la locación de cuatro granjas eólicas en diferentes regiones de Argentina. Se utilizan datos de generación eólica horaria convertida desde datos de velocidad de viento muestreada. El muestreo se realiza a través de la técnica de Monte Carlo con las distribuciones Weibull de cada región. Las distribuciones Weibull son construidas a partir de muestras regionales de velocidad media de viento horaria en un lapso de diez años. Como resultado, se analiza cómo y hasta qué punto, la locación óptima de capacidad eólica puede reducir la variabilidad de la producción global de energía eólica.

El trabajo está organizado de la siguiente manera: en la Sección 2 se describe el escenario eólico en Argentina; en la Sección 3 se describen diferentes metodologías para mitigar la variabilidad de la generación eólica; en la Sección 4 se describe la metodología adoptada; en las Secciones 5-6 se detallan los resultados e implicaciones del estudio, concluyendo el trabajo en la Sección 7.

2 ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA

En la región patagónica argentina, las características de constancia y velocidad del viento son tales que conforman una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta [5]. En la región patagónica, la velocidad promedio del viento ronda los 9 m/s. En la práctica con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica [5]. En la Patagonia pueden alcanzarse factores de carga (FC) superiores al 40% [5]. Definiéndose al FC de una central eléctrica como la relación entre la energía generada durante un período y la potencialidad de generación durante ese mismo período. Adicionalmente, Argentina cuenta con muy buena calidad de recurso eólico en otras regiones del país. Por ejemplo, la costa atlántica de Buenos Aires tiene vientos promedios de 7 m/s [5]. Otro caso similar es el de la región de Arauco en La Rioja y la zona suroeste de Córdoba [5]. Se estima que el potencial eólico de la Argentina supera los 2000 GW, esto es 100 veces la capacidad total instalada en el país y se constituye como el de mayor potencial *on-shore* del mundo [5].

2.1 Antecedentes y actualidad

Entre 1990 y 2002 Argentina contaba con 27.7 MW de capacidad eólica instalada pero aisladas del Sistema Argentino De Interconexión (SADI) [5]. A partir de la licitación del Programa de Generación Eléctrica a partir de Energías Renovables (GENREN), el nivel de capacidad instalada comenzó a aumentar significativamente.

Sin embargo en la actualidad, la energía eólica en Argentina sigue estando muy poco desarrollada si se tiene en cuenta que los parques de importancia son pocos y recientes. Esta deficiencia se acentúa cuando se compara con el desarrollo en la región, Brasil con 3456 MW, Chile con 335 MW.

La potencia instalada existente en el país aumentó 4.35 veces entre 2002 y 2012. Esto es resultado de los nuevos parques eólicos: 25.2 MW del parque Arauco en La Rioja y 86.7 MW de diferentes parques en Chubut: Rawson con 77.4 MW, El Tordillo con 3 MW y Diadema con 6.3 MW. De los 141.8 MW de potencia eólica instalada en el presente, 111.8 MW se encontraban unificados al SADI a fines de 2012 [6].

La producción de energía eléctrica en base al recurso eólico se incrementó de manera importante en los dos últimos años [7], como puede observarse en la Fig. 1. Aun así, su participación representa un porcentaje marginal dentro de la oferta total de energía eléctrica [7], con tan sólo un 0.35% del total.

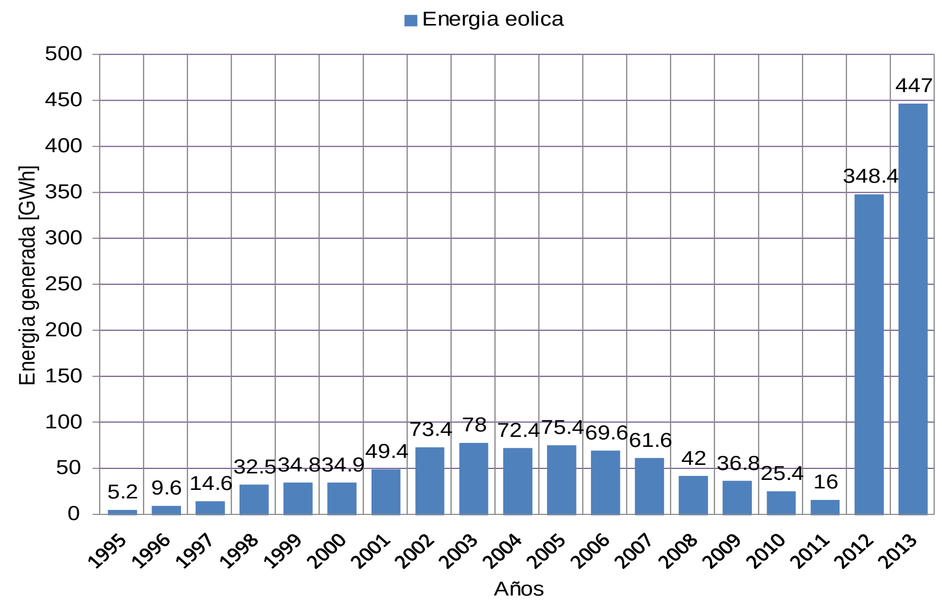


Fig. 1. Histograma anual de generación eólica.

3 AFRONTANDO LA VARIABILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA

3.1 Sistemas combinados hidráulico-eólico

Una opción viable para contrarrestar la variabilidad de la energía eólica es combinar la generación eólica con un medio de almacenamiento hidráulico [8]. Esencialmente, el almacenamiento de energía eólica se consigue mediante el aprovechamiento del exceso de generación eólica para bombear agua desde un depósito inferior a un depósito superior.

En rasgos generales hay tres efectos benéficos en el uso de un sistema combinado hidráulico-eólico. El primer beneficio surge de la posibilidad de vender electricidad que de otra manera se desperdiciaría. Segundo, sería posible vender la energía almacenada en momentos de pico de carga cuando los precios son altos, maximizando los beneficios de la producción eólica. Finalmente, las variaciones reducidas de energía entregada por el sistema combinado sería menor en comparación con un sistema exclusivamente eólico.

3.2 Sistemas combinados solar-eólico

Los sistemas solar-eólicos intentan reducir la variabilidad utilizando dos fuentes de energía que son no correlativas entre ellas. En general, se podría esperar que las variaciones de generación eólica puedan compensarse con variaciones en la energía solar y viceversa. Dicha compensación en la producción de energía se observa más fácilmente a lo largo del año.

La mitigación de variaciones de energía eólica para sistemas combinados solar-eólico también es posible mediante la utilización de bancos de baterías como unidades de almacenamiento, aunque este tipo de compensación es sólo factible a escalas muy pequeñas.

3.3 Distribución en diferentes áreas geográficas

Otra opción para mitigar la variabilidad de la energía eólica es dispersar las granjas eólicas en una amplia zona geográfica. A medida que la distancia entre granjas eólicos aumenta, es de esperar que las correlaciones de velocidad de viento entre las diferentes granjas disminuyan [9]. La baja correlación entre diferentes sitios de emplazamiento reduce la variabilidad de la generación eólica agregada. Esto sucede porque las variaciones de energía eólica en una parte del país compensan las variaciones en otra parte del país. A este efecto se lo suele denominar de compensación o suavizante.

Aunque se han realizado pocos estudios hasta la fecha en cuanto a la dispersión geográfica de las granjas eólicas, se evidencia que los problemas inherentes a la intermitencia de la energía eólica pueden disminuirse. Por lo tanto, este estudio se enfoca en medir el efecto sobre la variabilidad de la energía eólica debido a la dispersión geográfica de los sitios de emplazamiento de granjas eólicas en Argentina.

4 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL EFECTO DE COMPENSACIÓN

4.1 Nomenclatura

I, i, j	Regiones geográficas.
μ	Valor medio de producción.
σ_i, σ_t	Desviación estándar de producción de una granja y del conjunto de granjas.
ρ_{ij}	Correlación entre granjas eólicas.
ω_i	Participación en potencia de la granja.
$\hat{\sigma}, \hat{\rho}$	Valores estimados desde una muestra.
FC, fc_i	Factor de carga promedio y de cada granja.

4.2 Enunciación del problema

El propósito de este problema es identificar la combinación más eficiente, es decir, los porcentajes de la capacidad total que debería asignarse a cada granja eólica de manera tal de minimizar la desviación estándar de la producción de energía eólica agregada, sujeto a un número de diferentes objetivos de generación de energía. El problema de optimización es de la forma:

$$\min_{\omega} \sigma_t^2 = \left\{ \sum_{i=1}^{I} \omega_i^2 \hat{\sigma}_i^2 + 2 \sum_{1 \le i < j}^{I} \omega_i \omega_j \hat{\rho}_{ij} \hat{\sigma}_i \hat{\sigma}_j \right\} \tag{1}$$

Sujeto a:

$$0 \le \omega_i \le 1 \quad i = 1 \ldots I \tag{2}$$

$$\sum_{i=1}^{I} \omega_i = 1 \tag{3}$$

$$\sum_{i=1}^{I} \omega_i fc_i \ge \text{FC} \tag{4}$$

$$\min\{i, fc_i\} \le \text{FC} \le \max\{i, fc_i\} \tag{5}$$

La Ec. (1) es la función objetivo y representa la minimización de la varianza de producción de energía eólica agregada. La Ec. (2) acota la participación regional de potencia a instalar y establece cotas equitativas entre las regiones. La Ec. (3) establece que la suma de las participaciones regionales no puede superar al 100 % de potencia proyectada. La Ec. (4) es el objetivo esperado de factor de capacidad promedio y establece el equilibrio entre minimización de variabilidad y maximización de la producción de energía eólica. La Ec. (5) acota al factor de capacidad promedio entre los valores mínimo y máximo existentes entre las regiones planificadas. Las Ecs. (1)-(5) conforman un problema de optimización cuadrático con restricciones lineales.

5 RESULTADOS

Para este estudio se construyó un escenario de instalación de capacidad eólica de 2.4 GW en relación con el 8% de 30 GW, acorde al criterio del programa GENREN. Este nivel de capacidad requiere la instalación de 1600 turbinas eólicas adoptando la turbina IWP70 de 1.5 MW de IMPSA Wind [10]. El emplazamiento de turbinas se distribuyó en cuatro granjas esparcidas geográficamente en diferentes localidades de Argentina, según detalle de Tabla I. La locación de las granjas está basada en información relacionada a actuales y futuros emplazamientos eólicos en dichas área.

Inicialmente se determina que las muestras se corresponden con distribuciones Weibull. Esto se realiza a partir de los datos de velocidad media horaria del viento en las cuatro regiones consideradas en este trabajo. El número de muestras por región se presenta en Tabla I.

TABLA I. MUESTRAS POR CADA REGIÓN

Región	**Com. Riv.**	**La Rioja**	**Río Cuarto**	**Tandil**
Número de observaciones	87686	67572	87675	87668

Utilizando la *toolbox* estadística de MATLAB [11] se realizó un análisis exploratorio de datos. Por cada muestra regional se verificó que los valores de distribución acumulada muestral provienen de distribuciones Weibull [12]. Además, se obtuvieron estimaciones de máxima verosimilitud de factores de escala y de forma y sus correspondientes intervalos de confianza al 95%. Los parámetros estimados se presentan en Tabla II.

TABLA II. PARÁMETROS WEIBULL DE CADA REGIÓN

Región	α	**Intervalo de confianza al 95%**	β	**Intervalo de confianza al 95%**
Com. Riv.	13.64	(13.32 - 13.88)	2.17	(1.99 - 2.61)
La Rioja	5.31	(4.79 - 5.38)	1.42	(1.02 - 1.93)
Río Cuarto	10.44	(10.02 - 10.75)	2.24	(2.18 - 2.59)
Tandil	8.34	(7.79 - 8.50)	2.41	(2.36 - 2.87)

Los datos de velocidad media horaria de viento para este estudio fueron generados por medio de muestreo secuencial de Monte Carlo, a partir de la distribución Weibull característica de cada lugar de emplazamiento. El conjunto de datos de viento muestreados está conformado por 8760 horas, comprendiendo un año de velocidades medias horarias de viento. Posteriormente, a partir de los datos de viento muestreados, la curva de potencia perteneciente a la turbina IWP70 de 1.5 MW de IMPSA Wind y los FC de cada granja eólica, se calcularon los valores de generación horaria de cada lugar. Cada granja eólica tiene la posibilidad de poseer una capacidad de 2.4 GW, para un total planificado de 2.4 GW a ser distribuido entre las cuatro granjas. Esto brinda la libertad de que cada granja posea la misma capacidad potencial. Tras el cálculo de la generación de energía horaria para las cuatro granjas eólicas, se estimaron los parámetros de producción anual y correlación, Tablas III-IV. A partir de estos parámetros es posible resolver el problema de optimización enunciado por las Ecs. (1)-(5). Dicho problema es implementado y resuelto con GAMS/CPLEX.

TABLA III. PARÁMETROS DE GENERACIÓN POR GRANJA EÓLICA

Región	μ **[MW-año]**	σ **[MW-año]**	**FC [%]**
Com. Riv.	1065.6	570.4	65
La Rioja	70.6	107.9	16
Río Cuarto	621.7	437.9	49
Tandil	330.8	285.0	37

TABLA IV. CORRELACIÓN ENTRE LAS DIFERENTES GRANJAS EÓLICAS

	Com. Riv.	**La Rioja**	**Río Cuarto**	**Tandil**
Com. Riv.	1	-0,00199	-0,00430	0,01197
La Rioja	-0,00199	1	0,01937	-0,00296
Río Cuarto	-0,00430	0,01937	1	0,00367
Tandil	0,01196	-0,00296	0,00367	1

5.1 Resolución

La resolución del problema de optimización (Ecs. (1)-(5)) se lleva a cabo parametrizando al problema en función de FC. Esto significa variar el valor de FC en la Ec. (4), entre los límites establecidos por la Ec. (5). El resultado se observa en la Fig. 2, donde la curva relaciona el nivel de variabilidad de la producción de energía en función de FC. Se detallan en particular los puntos pertenecientes a cada una de las granjas. El punto mínimo de la curva representa los resultados de Tabla V.

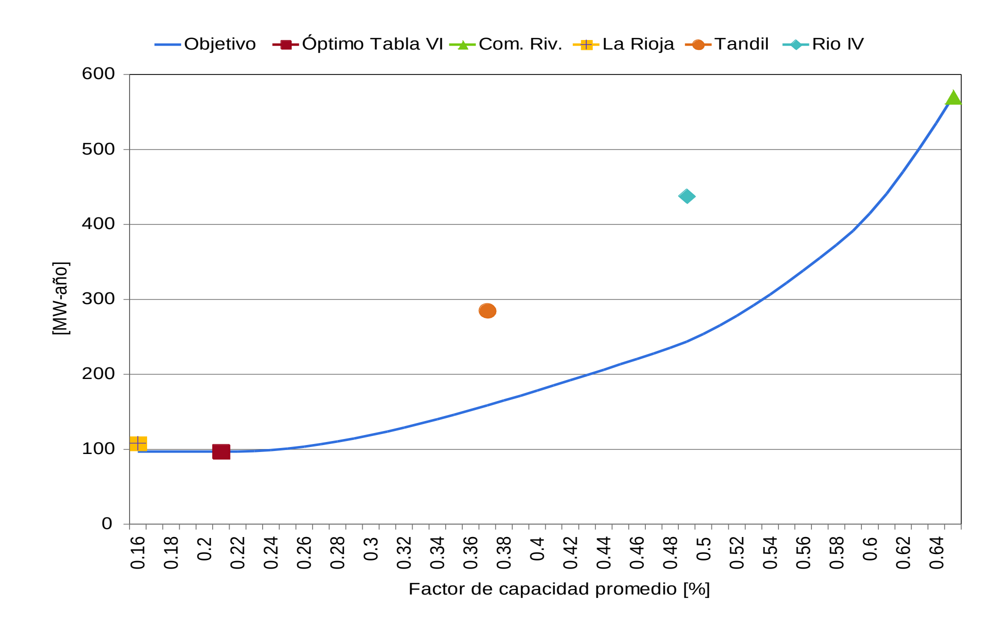


Fig. 2. Desviación estándar versus diferentes objetivos de FC.

La Fig. 3 presenta la participación en potencia del total en cada granja en función del FC esperado.

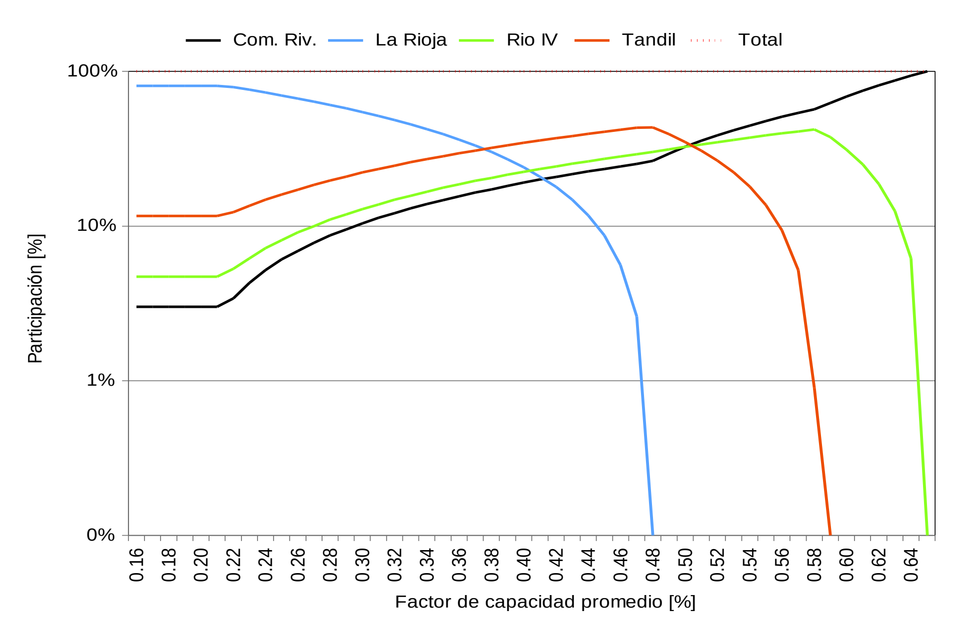


Fig. 3. Participación vs. FC.

La participación en capacidad por granja eólica observados en Tabla V se corresponden con la solución de menor variabilidad del viento. El valor de la función objetivo (Varianza) es de $\sigma_t^2 = 9409$. Esto equivale a una desviación estándar global de $\sigma_t = 97$ MW-año. Esta solución es impráctica desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía eólica, debido a que prioriza regiones como La Rioja, donde la media de generación anual es baja pero de mayor estabilidad respecto de otras regiones.

TABLA V. INSTALACIÓN DE MW EÓLICOS PARA MÍNIMA σ_t^2

	MW	**% 2.4 GW**
Com. Riv.	72	3
La Rioja	1935	80
Río Cuarto	114	5
Tandil	279	12

Por otro lado, si el criterio adoptado para la instalación de las cuatro granjas eólicas fuera el equitativo, es decir, los resultados fueran los de Tabla VI, se obtendría un valor final de desviación estándar de $\sigma_t = 195$ MW-año. Comparando este valor con el obtenido para Tabla V se empeora la variabilidad en un 101% con una instalación equitativa.

TABLA VI. INSTALACIÓN EQUITATIVA DE MW EÓLICOS

	MW	**% 2.4 GW**
Com. Riv.	600	25
La Rioja	600	25
Río Cuarto	600	25
Tandil	600	25

La resultados de Tabla VII se corresponden con la solución de FC promedio, es decir FC = 42%. El valor de la función objetivo (Varianza) es de $\sigma_t^2 = 36864$. Esto equivale a una desviación estándar global de $\sigma_t = 192$ MW-año. Con lo cual, se obtiene una mejora del 1.6% en la variabilidad respecto del caso equitativo. En la Fig. 4 se compara la variabilidad horaria de la producción de energía entre este caso y las diferentes granjas eólicas por separado. En ella puede observarse la disminución de la variabilidad de la generación eólica agregada.

TABLA VII. INSTALACIÓN DE MW EÓLICOS PARA FC PROMEDIO

	MW	**% 2.4 GW**
Com. Riv.	500	21
La Rioja	429	18
Río Cuarto	584	24
Tandil	888	37

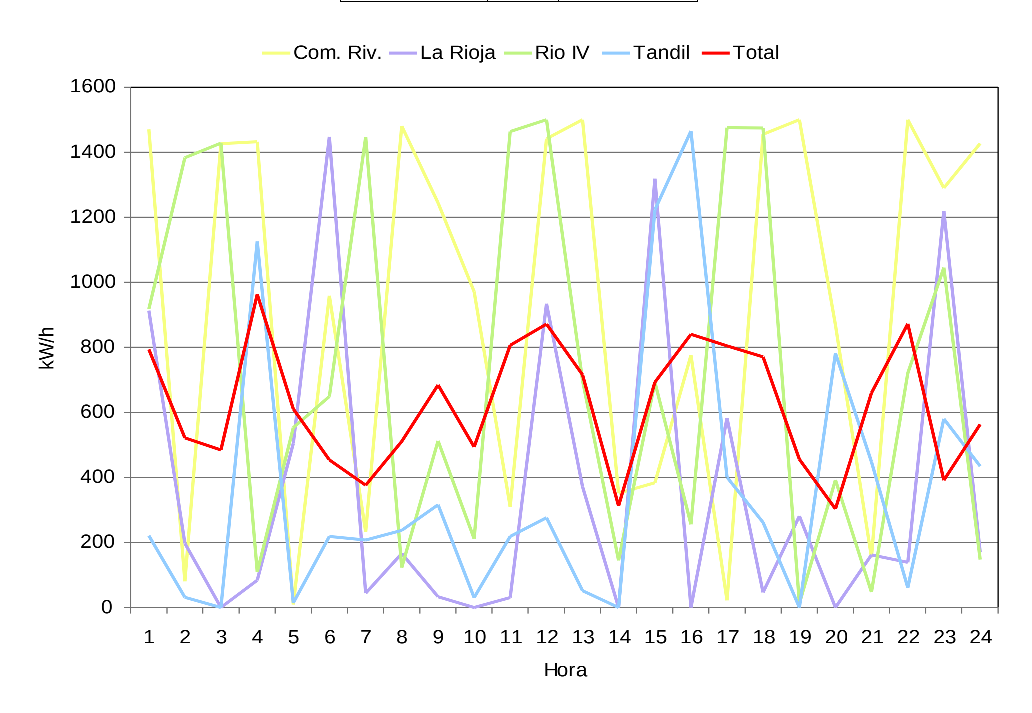


Fig. 4. Variabilidad horaria de la producción eólica para FC promedio.

En resumen, los resultados obtenidos y representados en las Figs. 2-3 permiten realizar un análisis más amplio, doble objetivo, cuando se ha de decidir respecto del emplazamiento de potencia eólica. En cierta medida, el método presentado en este trabajo permite establecer un equilibrio entre producción eólica y variabilidad del producto eólico.

6 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Desde la perspectiva del operador del sistema, la reducción de variabilidad de la energía eólica puede producir substanciales ahorros debido a que ante la falla de un generador, el operador debe recurrir a recursos de respaldo que usualmente son operativamente más costosos.

La variabilidad de la energía eólica es una de las principales barreras que impiden su incorporación masiva en los sistemas de potencia. Por ejemplo, con bajos niveles de penetración del recurso eólico en el sistema de potencia, los cambios intempestivos de generación eólica pueden controlarse con los mecanismos y protocolos operativos convencionales. Sin embargo, a medida que el nivel de capacidad eólica aumenta su participación en la oferta de generación, los mecanismos normales de control de la red son incapaces de operar efectivamente ante variaciones de la oferta eólica. Por lo tanto, la reducción en la variabilidad de la energía eólica como resultado de la dispersión de las granjas, puede ayudar a extender los límites seguros a los cuales la generación eólica se puede integrar a la red de interconexión. Esto es particularmente relevante para la situación actual de la Argentina debido a su déficit energético.

A pesar del esfuerzo llevado a cabo para proporcionar una imagen verosímil de los efectos de la dispersión geográfica de granjas eólicas, es necesario remarcar las principales deficiencias del modelo: Si bien se construyeron las distribuciones Weibull características de cada lugar de emplazamiento, esto conforma sólo una foto promedio del escenario a estudiar. Lo ideal sería contar con un modelo estocástico del viento construido a partir de las muestras regionales; si bien este modelo es un primer prototipo para evaluar el efecto de compensación, en un modelo más realista es casi imposible prescindir del impacto de la red sobre la distribución de granjas eólicas, cualquiera sea el objetivo deseado.

7 CONCLUSIONES

En este trabajo se demuestra que las fluctuaciones de la producción total de energía eólica pueden reducirse con una dispersión adecuada de las granjas eólicas en diferentes áreas donde los vientos son disímiles. El método presentado en este trabajo permite establecer un equilibrio entre producción eólica y variabilidad del producto eólico. Como trabajos futuros se propone: utilizar modelos estocásticos de viento; extender el estudio a un mayor número de regiones de la Argentina; incorporar al modelo la red de interconexión; evaluar el método con granjas eólicas existentes mediante la repotenciación de las mismas.

8 RECONOCIMIENTO

Este trabajo fue financiado por CONICET y SECyT-UNRC.

9 REFERENCIAS

[1] M. Z. Jacobson, "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", *Energy Environ. Sci.*, vol. 2, pp. 148-173, 2009.
[2] B. Drake and K. Hubacek, "What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? A risk portfolio approach", *Energy Policy*, vol. 35, n. 8, pp. 3999-4008, 2007.
[3] Y. Shibata, "Optimum Locational Allocation of Wind Turbine Capacity based on Smoothing Effect", *The Institute of Energy Economics, Japan*, 2013.
[4] O. Grothe and J. Schnieders, "Spatial dependence in wind and optimal wind power allocation: A copula based analysis", *Energy Policy*, vol. 39, n. 9, pp. 4742-4754, 2011.
[5] Asociación Argentina de Energía Eólica, url: http://www.argentinaeolica.org.ar, 2014.
[6] Energía Argentina SA, url: http://www.enarsa.com.ar, 2014.
[7] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, url: http://www.cammesa.com, 2014.
[8] E. Castronuovo and J. Lopes, "Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 26, n. 10, pp. 771-778, 2004.
[9] J. F. DeCarolis and D. W. Keith, "The economics of large-scale wind power in a carbon constrained world", *Energy Policy*, vol. 34, n. 4, pp. 395-410, 2006.
[10] Industrias Metalúrgicas Pescarmona, url: http://www.impsa.com, 2014.
[11] The MathWorks Inc., *MATLAB and Statistics Toolbox*. Natick, Massachusetts, United States.
[12] W. Hines and D. Montgomery, *Probability and Statistics in Engineering, 4th ed.* John Wiley and Sons, Inc., New York, NY, 1990.